

DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON CASING EN LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Javier Ignacio Muzzio, Pan American Energy, jmuzzio@pan-energy.com

Sebastián Scalisi, Pan American Energy, sscalisi@pan-energy.com

Roberto Luis Mazzarella, Pan American Energy, rmazzarella@pan-energy.com

Claudio Ocar Meier, Pan American Energy, cmeier@pan-energy.com

Franklin José Romero Vásquez, Pan American Energy, frvasquez@pan-energy.com

Sinopsis

El área Cerro Dragón en la Cuenca del Golfo San Jorge (GSJ), Patagonia Argentina, es operada por Pan American Energy (PAE). Consiste de un conjunto de yacimientos maduros con producción de petróleo por explotación primaria y recuperación secundaria, y con importante producción de gas. Se requiere perforar pozos nuevos “infill” con objetivos más profundos que pozos vecinos existentes, atravesando formaciones someras depletadas. Bajo estas condiciones se manifiestan durante la perforación admisiones de lodo y pérdidas de circulación severas a totales.

Se incurre así en demoras en la duración de los pozos, con alta proporción de NPT (“*Non Productive Time*” o tiempo no productivo), consumo elevado de productos de lodo y operaciones de cementación del casing de pobre calidad.

Antes de implementar la tecnología de perforación con casing en el año 2015 se intentaron también otras opciones. Se probó UBD (“*Under Balance Drilling*” o perforación en desbalance) con inyección de aire para reducir la presión hidrostática del lodo sobre la formación, y en algunos casos se cambió el diseño de pozo incorporando una sección intermedia de cañería, pero con esas alternativas no se lograron resultados concluyentes.

Perforar con casing no era una tecnología nueva, ni en la industria ni en Cerro Dragón. Había sido probada en 2008, con resultados técnicos satisfactorios, pero inviable económicamente. Analizando en detalle aquella campaña previa y tomando como base sus aprendizajes, se plantearon los nuevos desafíos para hacerla viable esta vez.

Al inicio del proyecto surgieron dificultades que fueron inmediatamente corregidas. Aunque también surgieron problemas mayores, fallas críticas de calidad de los pozos entregados, que pusieron en riesgo la continuidad de la aplicación de esta tecnología. Si bien se perforaba a tasas de avance comparables con la perforación convencional, manejando las pérdidas de lodo y cementando satisfactoriamente el casing, hubieron inconvenientes para el control de la verticalidad y fallas en materiales. Inmediatamente se desarrollaron soluciones creativas para medir y contener la inclinación durante la perforación, progreso en materiales y tecnología, logrando reencausar el proyecto.

La tecnología se implementó en dos de los equipos perforando en GSJ, alcanzando importantes ahorros y duplicando la productividad de dichos equipos.

Introducción

Antecedentes y generalidades. El área Cerro Dragón está ubicada en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, entre las provincias de Chubut y Santa Cruz, Patagonia Argentina. Ha tenido actividad de perforación y producción de petróleo desde la década de 1930. Ocupa una superficie de 3,500 km², cuenta con más de 4,000 pozos activos (entre productores de gas y petróleo e inyectores de agua) y en la actualidad es el área de mayor producción de petróleo en la Argentina.

El desarrollo del área sigue siendo muy activo, con campañas de perforación de entre 150 y 200 pozos por año. Los pozos son mayoritariamente verticales y atraviesan múltiples capas productivas a lo largo de cuatro formaciones geológicas. Unos pocos pozos son dirigidos con trayectoria tipo “S” por cuestiones de

topografía o existencia de instalaciones en superficie. Las profundidades son variables según la zona, desde algo menos de 1,500 m hasta cerca de 3,600 m. Se diferencian más de 30 yacimientos en el área de concesión, muchos de ellos con un extenso desarrollo de producción por recuperación secundaria con barrido por inyección de agua. La optimización del factor de recuperación de hidrocarburos, la explotación de capas cada vez más profundas y el manejo del reservorio han requerido en los últimos años volver a la cercanía de zonas con largo historial de producción. De ahí la necesidad de perforar entre pozos existentes otros pozos nuevos (los llamados pozos “in fill”), en ocasiones más profundos que sus vecinos más antiguos.

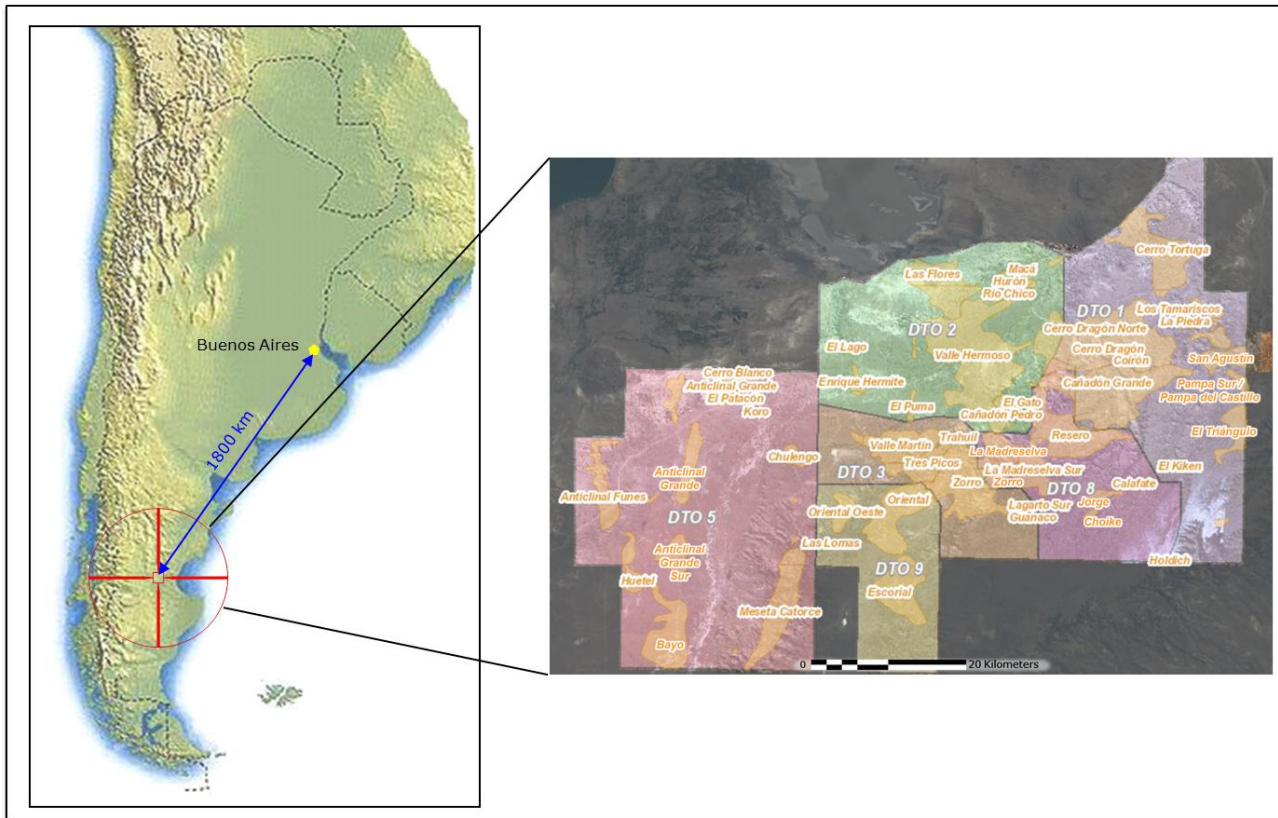


Figura 1 – Ubicación relativa área Cerro Dragón

Los nuevos pozos deben atravesar formaciones someras que estuvieron durante mucho tiempo en producción y actualmente se encuentran ya depletadas. En estos casos se manifiestan durante la perforación admisiones de lodo muy significativas hacia las formaciones permeables y con baja presión de poro, e incluso pérdidas de circulación severas que llegan a ser totales, impidiendo continuar la operación por los altos riesgos asociados.

Aplicando los métodos convencionales de control de pérdidas usualmente no se logra contenerlas, habiéndose llegado a utilizar tapones de cemento y múltiples maniobras. Se ha incurrido en largos tiempos no productivos (NPT), excesiva duración de los pozos, consumo elevado de fluidos de perforación (agua, productos de lodo, materiales obturantes), operaciones de cementación del casing de baja calidad, reducción en la vida útil del pozo y retraso en su puesta en producción.

Antes de implementar la tecnología de perforar con casing se emplearon también otras alternativas, diferentes al proceso tradicional de bombear material obturante, gel, o tapones de cemento frente a las capas depletadas. En algunos casos se modificó el diseño de los pozos, entubando un casing intermedio para cubrir la zona de pérdida de circulación severa. Se hizo asimismo alguna prueba utilizando tecnología de perforación “en desbalance” con inyección de aire, pero sin éxito.

Todo lo descripto atentaba contra el plan de desarrollo del área e impedía su cumplimiento. Por este motivo se decidió impulsar la perforación con casing.

Metodología de perforación con casing. Existen distintas formas de referirse a este proceso: Casing Drilling (CD), Casing While Drilling (CwD), o Drilling with Casing (DwC), según los distintos proveedores de servicios.

Perforar con casing consiste en transmitir al trépano la energía necesaria para cortar la roca (rotación, peso e hidráulica) directamente con la propia cañería de entubación. De este modo se reemplaza la columna de perforación convencional de barras de sondeo y portamechas por la columna de casing que finalmente quedará instalada en el pozo. Esto permite cubrir las formaciones abiertas con el revestimiento de acero al mismo tiempo que se perfora. Así se van atravesando y entubando las zonas problemáticas como acuíferos, formaciones inestables, formaciones plásticas como domos salinos, zonas depletadas y zonas de pérdidas de circulación, minimizando los riesgos operativos al eliminar los viajes de calibre y acondicionamiento, armado y desarmado del BHA (“*Bottom Hole Assembly*”, conjunto de fondo) y corrida posterior del casing.

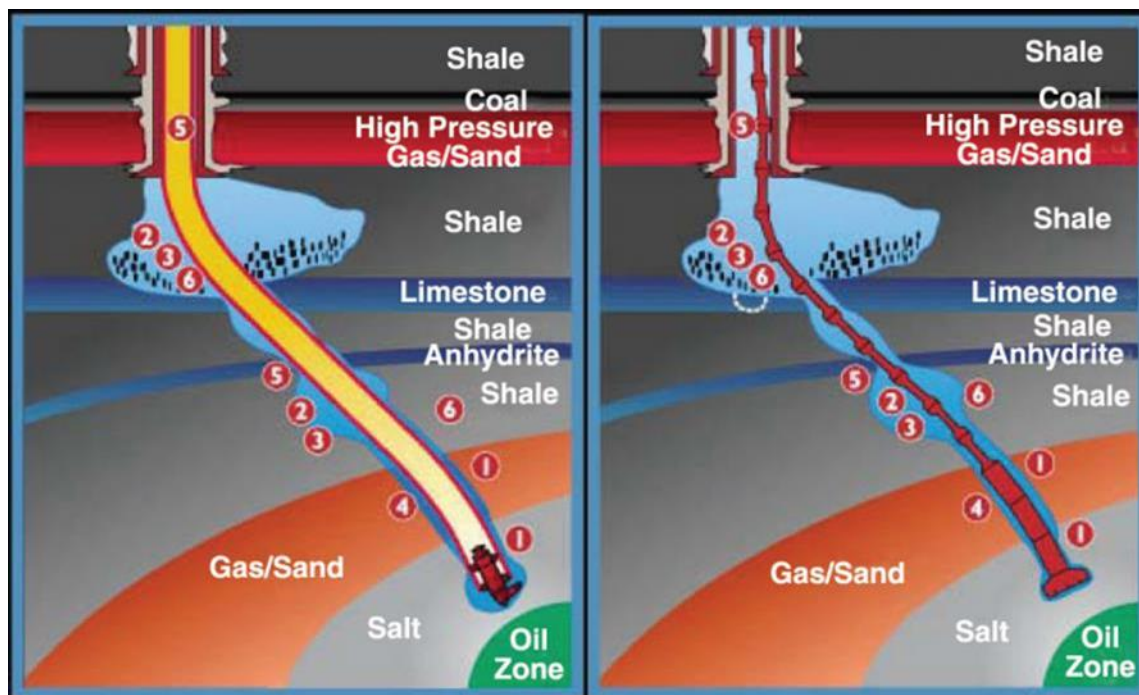


Figura 2 – Beneficios del casing drilling

Por ello los principales beneficios radican en:

- Reducción de tiempos y costo de construcción
- Incremento en la seguridad durante la perforación
- Eliminación de maniobras, manipuleo, armado y desarmado de elementos de distinto diámetro
- Reducción del tiempo de exposición y daño a la formación
- Reducción de costos en productos de lodo por pérdidas de fluido

En zona de pérdidas se reduce el volumen de lodo admitido por la formación, y en zonas de arcillas reactivas se reduce el tiempo de exposición. A su vez, al generar un espacio anular menor al de una columna de perforación convencional de barras de sondeo y portamechas, pueden utilizarse caudales de circulación menores. A igualdad de caudal las velocidades ascensionales son mucho más elevadas por lo cual la limpieza del pozo mejora notablemente. En cualquier caso, la tasa de penetración se verá limitada también por la densidad equivalente de circulación y la posibilidad de inducir fracturas en las formaciones más frágiles.

A su vez, la proximidad de la superficie del tubo con la pared del pozo produce un efecto similar al “fratachado” (“*Smear effect*” o “*Plastering effect*” en inglés) que fuerza recortes y material de control de pérdidas a bloquear las gargantas porales y fisuras por donde se produce la pérdida de lodo a formación.

Este efecto fue observado durante la perforación de varios pozos, donde habiéndose presentado pérdidas totales y tras seguir perforando sin retorno de lodo a superficie, se consiguió luego recuperar circulación y cementar con anillos satisfactorios.

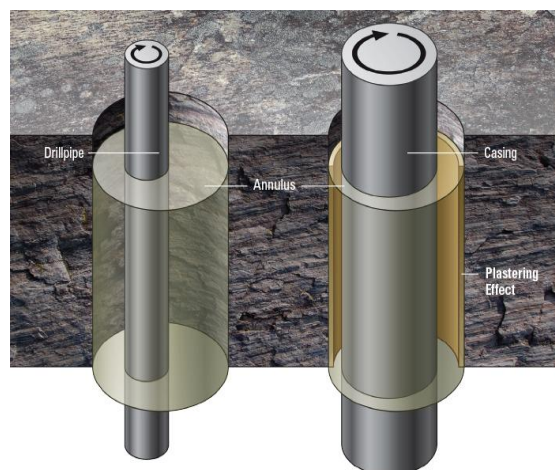
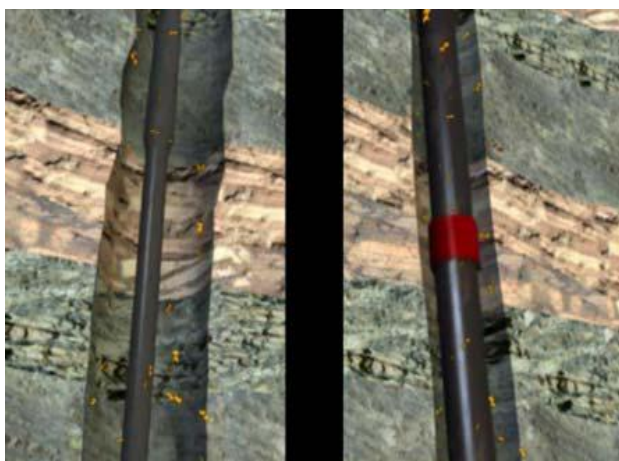


Figura 3 – Espacio anular entre columna de perforación y pozo

Como se dijo ya, al perforar directamente con el casing se eliminan las maniobras de calibre, desarmado de herramientas y corrida de casing, pero el tiempo total de exposición de las arcillas hidratables se reduce también por el hecho de no registrar perfiles de pozo abierto con cable, actividad que puede no hacerse en esa sección, o se registra a pozo entubado durante la terminación.

Los aspectos centrales para aplicar casing drilling pasan por la capacidad de las conexiones de casing de transmitir torsión sin fallar, los equipos de superficie utilizados para transmitir torsión al casing, y los dispositivos para vincular el casing con el trépano o el conjunto de fondo.

Niveles de complejidad técnica. En función de la capacidad, flexibilidad operativa y sofisticación de herramientas utilizadas, existen cuatro niveles de perforación con casing:

El nivel 1 (uno) consiste en entubar un pozo ya previamente perforado utilizando una columna de casing que en su extremo lleva un trépano o un zapato “rimador” (*reamer shoe*). Ese casing se puede hacer rotar y circular con lodo para atravesar eventuales obstrucciones.

El nivel 2 (dos) consiste en perforar el pozo nuevo directamente con el casing y un trépano en su extremo, que quedará abandonado en el fondo al alcanzarse la TD (*“Total Depth”* o profundidad final). Ese trépano puede ser convencional o reperforable. El trépano reperforable es la opción más adecuada para los tramos de superficie. Se perfora con un trépano de cortadores tipo PDC (*“Polycrystalline Diamond Compact”*, compactos de diamante policristalino) especialmente diseñado y construido con cuerpo y aletas más blandos que el PDC convencional, provisto con rosca de casing, y al llegar al fondo se cementa la cañería a través de las propias boquillas. Ese trépano se puede re-perforar luego con un trépano convencional para continuar el siguiente tramo de pozo. El BHA, columna de casing en este caso, permite colocar una válvula de retención adicional (collar flotador) para la cementación. Sólo puede utilizarse un trépano convencional descartable en el último tramo del pozo, ya que queda en el fondo y no puede re-perforarse. Luego de llegar a profundidad final, mediante un sustituto especialmente diseñado, se puede desconectar y descolgar el trépano de la sarta, para luego fijar con wire line un tapón retenedor en profundidad y cementar el pozo. No se puede correr un collar retenedor de cemento convencional interpuesto en la columna de casing porque es necesario el tránsito hasta el trépano para activar el mecanismo de descuelgue con una bola de acero.

El nivel 3 (tres) permite perforar con el casing y un conjunto de fondo adosado a su extremo, que es recuperable en superficie. El conjunto de fondo incluye básicamente el trépano piloto convencional, de diámetro menor al ID (*“Internal Diameter”*, diámetro interno) del casing y un ensanchador concéntrico de aletas. Aunque el BHA puede incluir también motor de fondo, instrumentos de medición MWD/LWD (*“Measurement While Drilling”* y *“Logging While Drilling”*, medición y registro de perfiles durante la perforación), RSS (*“Rotary Steerable System”*, sistema de perforación direccional rotativa), etc. Con este nivel de casing drilling se puede perforar pozos dirigidos con la ayuda de un sistema “push the bit”, se pueden hacer registros de pozo abierto, y tiene la capacidad de hacer remplazos de trépanos u otros elementos, pescándose el BHA completo con barras de sondeo o con cable y volviendo luego a bajarse otro para continuar perforando. Es un sistema más versátil pero a la vez más costoso.

Por último, el nivel 4 (cuatro) es similar al descrito anteriormente, pero en este caso se utiliza un liner (o cañería corta) con su colgador y sarta convencional para transmitir la rotación. Una vez en la profundidad deseada, se cuelga el liner y se retira la sarta de perforación. Inmediatamente después se pesca el BHA por medio de cable o barras de sondeo.

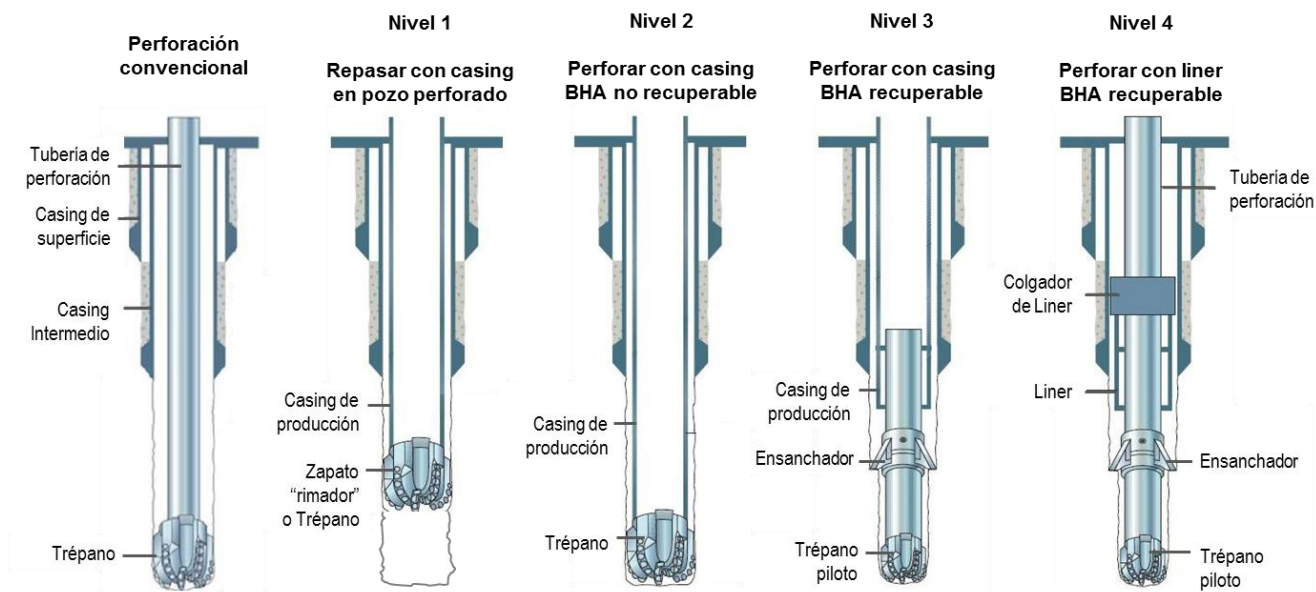


Figura 4 – Niveles de tecnología Casing Drilling

Perforar con casing no es una tecnología nueva, ni en la industria ni en PAE Cerro Dragón. En EEUU existen patentes de 1890 y 1926 donde se declaran las ventajas de perforar con el casing; en la década de 1930 en la ex URSS se hicieron las primeras pruebas de casing drilling con trépano recuperable, si bien se mantuvieron en secreto; en 1960 en Canadá se hicieron los mayores desarrollos, con equipos de perforación especialmente contruidos para casing drilling y dispositivos especiales para agarre y torque de los casing. Actualmente es una tecnología ampliamente difundida en todo el mundo, con aplicaciones en tierra y costa afuera, y en diámetros de tubería que van desde 30" hasta 4 1/2".

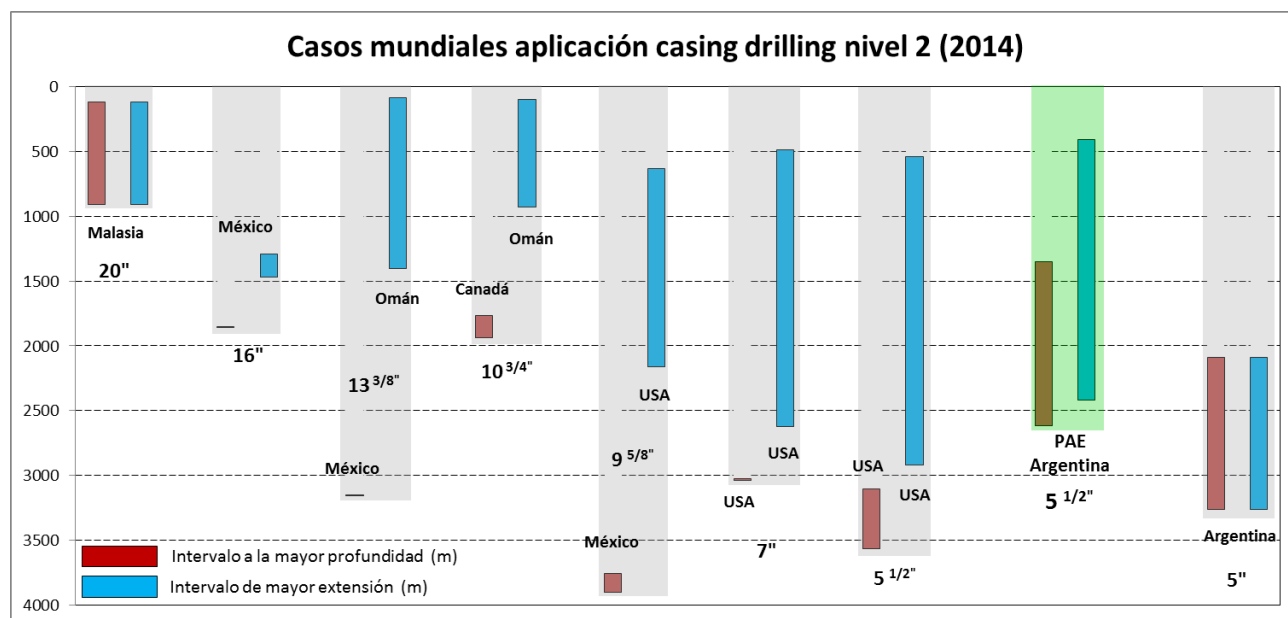


Figura 5 - Casos mundiales de aplicación casing drilling

Según los proveedores de la tecnología, normalmente toma de tres a cinco pozos en una campaña de perforación hasta alcanzar los ahorros potenciales que ofrece la tecnología Drilling with Casing. Este tipo de curva de aprendizaje es común en perforación cuando se aplica cualquier nueva tecnología o aún cuando se perfora con tecnología probada en un área nueva. Gran parte del tiempo consumido en el aprendizaje es debido a la aplicación de técnicas conservadoras mientras se prueba la nueva tecnología. El rediseño y adaptación de las herramientas para ser utilizadas en determinadas áreas también forma parte de la curva de aprendizaje. Tan pronto como la nueva tecnología se utiliza con más frecuencia, la curva de aprendizaje para nuevas áreas se va aplanando. No obstante, una meta realista al perforar con casing en un área nueva es en primera instancia igualar los tiempos de perforación convencional para dicha área.

La perforación de secciones superficiales de diámetros grandes ha demostrado ser una aplicación realmente eficaz de esta tecnología. En los casos en que se han perforado pozos con casing de 7" a 9 5/8" es donde se ha visto un potencial ahorro de tiempos que oscila entre un 25% y un 30%. Las ventajas significativas del Casing While Drilling son más fáciles de ver en la perforación de secciones superficiales dado que las herramientas son más robustas y confiables, las rocas atravesadas suelen ser menos compactas y duras, el pozo se perfora normalmente con un solo trépano y se elimina una porción significativa del tiempo total de perforación correspondiente a las maniobras con sondeo, conjunto de fondo, y la entubación del casing.

Desarrollo

Inicios del Casing Drilling en Cerro Dragón. En PAE, en Golfo San Jorge, la tecnología de casing drilling con la modalidad de nivel 2 fue probada en el año 2008 en un proyecto piloto. Se perforó con casing de 5 1/2" el tramo aislación en 5 (cinco) pozos a profundidades de entre 1,900 y 2,300 m, con resultados técnicos satisfactorios, pero no económicos.

Analizando en detalle la información de esa campaña y tomando como base sus aprendizajes, se plantearon los nuevos desafíos y objetivos para hacer viable la tecnología de manera extendida.

Proyecto Piloto 2008. El proyecto se enfocó en dos de los yacimientos más antiguos en producción en el bloque operado por PAE, que son característicos por presentar gradientes de presión poral muy bajos debido a la depletación de las capas más superficiales, y con un gradiente normal o presurizado por recuperación secundaria en la zona de interés más profundo.

La sección superficial o guía fue construida de manera convencional a una profundidad de entre 300 y 400 m y entubada con cañería 9 5/8". La rotación o molido del zapato guía, la salida a formación virgen ("Drill Out"), y la perforación del tramo inicial de la sección de producción se realizó de manera convencional, en busca de preservar la estructura de corte del trépano PDC que se abandonaría en fondo. Luego de los dos primeros pozos, con las lecciones aprendidas y la experiencia de durabilidad del trépano, se acortó la sección convencional al mínimo. El tramo perforado con casing drilling se extendió desde 1,044 m en el primer pozo hasta alcanzar 1,858 m al final del piloto.

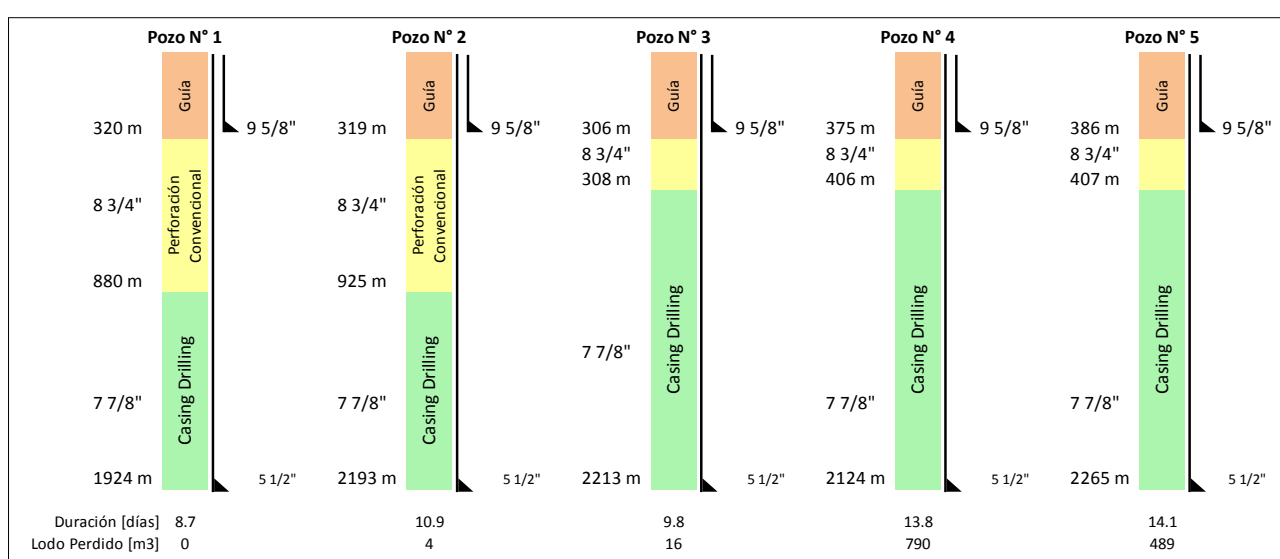


Figura 6 – Resumen proyecto piloto año 2008

Se utilizó un trépano PDC de diámetro 7 7/8" convencional de 5 aletas y cortadores de 16 mm sin back up, adosado al sistema de suelta de trépano, el cual estaba estabilizado a 7 13/16". Contaba con dos estabilizadores de casing "integral blade stabilizer" (IBS) de igual diámetro que el anterior, distribuido de forma tal de asemejar un BHA empaquetado con la finalidad de manter la verticalidad. Se utilizó cañería de 5 1/2" con grados de acero mixtos, rosca premium en las primeras 20-25 juntas y luego rosca API Buttress con anillo de torque. Se usaron centralizadores rígidos hidroformados con recubrimiento de metal duro, otros centralizadores estándar, y accesorios de protección para desgaste en cuplas.

Los pozos candidatos se eligieron con complejidad creciente, los dos primeros con mínimos antecedentes de NPT y los siguientes sí, en zonas problemáticas. Los cinco pozos fueron perforados exitosamente, pudiendo minimizar el impacto de las admisiones leves y los tiempos no productivos en algunos de ellos, pero en otros los volúmenes de lodo perdido a formación fueron mayores que en los pozos vecinos perforados de manera convencional. Uno de los cinco pozos no logró alcanzar la totalidad de la profundidad planeada por presentarse torque mucho más alto que el programado.

Para la cementación se realizó la suelta del trépano en fondo, ante la incertidumbre de bombear cemento a través de las boquillas y provocar el taponamiento, producto de obstrucción con alguno de los componentes de la lechada o deshidratación instantánea. Se utilizó una valvula de retención de cemento instalable en el fondo por medio de cable eléctrico.



Figura 7 – Dispositivo de suelta de trépano y estabilizadores - Proyecto Piloto Año 2008

En conclusión, el resultado general de la prueba de la tecnología fue bueno; sin embargo no se pudo continuar con la fase de desarrollo debido a los altos costos de materiales y servicios. Otro punto a destacar es que los parámetros de perforación fueron limitados (en especial peso aplicado sobre el trépano) dado que se estaba en la fase piloto con la intención de analizar el comportamiento del BHA (pandeo) y la performance del casing.

Implementación 2015. Hacia el año 2014 se volvió a considerar la tecnología de drilling with casing en GSJ para el tramo de producción. El plan fue iniciar con pozos en zonas sin antecedentes de operación problemática, con el objetivo de validar cambios tecnológicos y progresar con incrementos de riesgo y complejidad en la medida que se avanzara, considerando las siguiente etapas de ejecución:

- Etapa 1: Perforación de pozos someros (hasta 2,000 m) con predicción de pérdidas leves de lodo
- Etapa 2: Perforación de pozos más profundos (hasta 2,500 m), con predicción de pérdidas severas
- Etapa 3: Perforación del tramo vertical de pozos dirigidos en forma de "S"
- Etapa 4: Doble casing drilling (tramos guía y aislación).
- Etapa 5: Perforación de pozos con predicción de pérdidas y aporte de inyectores con MPD ("*Managed Pressure Drilling*", perforación con presión controlada).

En cuanto a la selección de pozos candidatos, se decidió priorizar los mismos yacimientos maduros del piloto de 2008 (Yac. D y Yac. G). Con la extensión de esta aplicación a dos equipos de perforación se agregaron pozos en otras zonas de gran nivel de actividad (Yac. Z y Yac. O). En estos 4 grupos se concentra

casi 72% de los eventos de tiempos no productivos por problemas de circulación y estabilidad de pozo del área Cerro Dragón.

NPT por problemas de pozo - (pérd circ / estab)

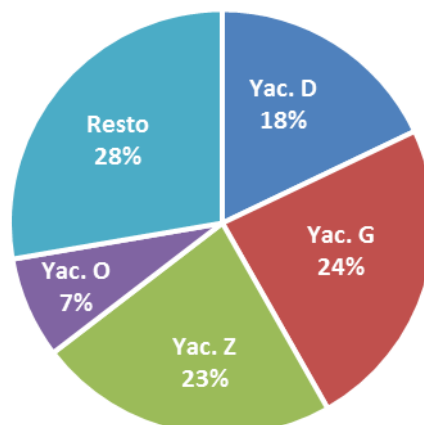


Figura 8 – Yacimientos con mayor ocurrencia de NPT

Etapla 1. Se tomaron como base las experiencias de la campaña 2008 y se realizaron algunas modificaciones al BHA. El mismo pasó a estar integrado en su totalidad por cañería BTC modificada, conexión “semi-premium” desarrollada para casing drilling a fin de no tener que colocar anillos de torque. Se eliminaron los estabilizadores integrados “IBS”, los centralizadores hidroformados “hard face” y los anillos protectores de cuplas. Se decidió mantener en los primeros 2 pozos el dispositivo de suelta de trépano con el objetivo de asegurar la carrera hasta la profundidad final y lograr cementar sin riesgo de taponamiento en las boquillas. Para la cementación se decidió seguir utilizando un retenedor de cemento corrido con wireline.

El BHA entonces quedó compuesto por trépano de 5 aletas y cortadores de 16mm, dispositivo de suelta de trépano (estabilizado 7 7/8”) y cañería BTC modificada, centralizada con centralizadores hidroformados de diámetro 6 3/4”. Se mantuvo a su vez en el programa una primera carrera con BHA convencional para realizar el drill-out del zapato de 9 5/8” y perforar los primeros 600 m de pozo.

Los resultados fueron satisfactorios en cuanto a que se logró disminuir los tiempos de ejecución de la aislación, de 10-14 días en el año 2008 a 6 días en la nueva campaña, debido entre otras cosas a la aplicación de mayor peso sobre el trépano. Sin embargo, en registros realizados durante la completación del pozo se identificaron importantes desvíos de la trayectoria respecto de la vertical, que fueron atribuidos a la estabilización en el dispositivo de suelta de trépano. Se incurrieron también en demoras en la instalación del retenedor de cemento con cable.

Habiendo cumplido los objetivos iniciales planteados se decidió eliminar el dispositivo de suelta de trépano, la carrera intermedia y pasar a utilizar trépano de tecnología casing drilling con collar flotador convencional para la retención de cemento. Se buscaba así acortar los tiempos totales de operación, cementando a través de las boquillas del trépano y minimizando los tiempos con cañería estática previo a la cementación.

Sobre la base de 3 pozos se consiguió realizar una carrera única con trépano casing drilling, incluido el drill out del zapato 9 5/8”. Se logra cementar a través de las boquillas con buen resultado de perfil de cemento CBL/VDL (“Cement Bond Log/Variable Density Log”, o perfil de adherencia de cemento y perfil de densidad variable) y se confirma la resistencia a la fatiga del casing superando profundidades de 2,000 m (máxima TD 2,168 m). En cuanto a los registros de desviación vertical los pozos se ubicaron dentro del radio de tolerancia establecido de 50 m en fondo.

Como resultado se lograron perforar intervalos de entre 1,530 y 1,790 m con casing drilling en tiempo record de entre 2 y 3 días. Cumplidos los objetivos de la primer etapa se decidió pasar a la etapa 2.

Etapla 2. Los objetivos de la etapa fueron asegurar la verticalidad de los pozos y consolidar los aprendizajes de la etapa 1 cumpliendo con la perforación en zonas de pérdida severa de lodo hasta una TD de 2,500 m.

Se ejecutaron 5 pozos con la introducción nuevamente de la carrera intermedia con BHA convencional, como precaución previendo la ocurrencia de NPT significativos. Se obtuvieron resultados satisfactorios con pozos entre 4 y 7 días de perforación del tramo aislación, con verticalidad controlada y buen manejo de

pérdidas severas. Se incorporó una mejora de logística muy importante con el tendido de una línea de conducción dedicada para suministro de agua al equipo perforador. Y una mejora operativa con la introducción de un dispositivo para ayudar en la reciprocación de la cañería a fin de mejorar la calidad de la operación de cementación, elemento que se había utilizado en la campaña de 2008. Como punto bajo, se debió realizar la primera desentubación de una columna de casing por embolamiento del trépano.

Se evaluó introducir distintas tecnologías de trépano y extender el uso de la tecnología a un segundo equipo perforador. Se decidió avanzar con ambas propuestas durante esta etapa, adelantando lo previsto inicialmente para la etapa 4.

Se utilizó entonces, en simultáneo en 2 equipos de perforación, un trépano de un nuevo proveedor. Pero con resultados negativos por desviación inaceptable respecto de la vertical, lo que llevó a la primera interrupción importante del proyecto. Hasta este punto, con 13 pozos perforados, la perforación con casing se hacía sin tomar ningún registro de inclinación durante la perforación, y sólo se medía junto con el registro de perfiles a pozo entubado durante la etapa de completación.

Tras un mes de análisis del problema, evaluación de opciones y desarrollo de una alternativa práctica, se retomó la campaña de casing drilling en uno de los equipos perforadores, con el trépano originalmente utilizado, e introduciendo como operación regular la medición de inclinación con inclinómetro, bajado al pozo mediante herramientas de alambre (“slick line”), en profundidades previamente seleccionadas.

Así, al reiniciarse el proyecto, se completó la totalidad del pozo en una única carrera de perforación con casing desde el zapato de la cañería guía hasta la profundidad final en 2,400 m. Se alcanzó la perforación del intervalo más largo hasta ese momento con 1,895 m y sin problemas de desviación. En consecuencia, se volvió a la perforación con tecnología casing while drilling con dos equipos en paralelo, esquema que se mantuvo durante 2015 y parte de 2016.

Etapas 3. Se perforaron 4 pozos dirigidos en los que se realizó la construcción de la curva empleando un BHA direccional convencional con motor de fondo y “bent housing” ajustable, para continuar el tramo vertical con casing drilling. El primer pozo se hizo con éxito en una zona de pérdidas de lodo leves y con una trayectoria direccional de baja complejidad. Se perforaron 1,266 m con casing drilling siendo hasta la fecha el pozo de mayor profundidad final alcanzada con esta tecnología por PAE en GSJ, con 2,616 m. Pero luego se tuvieron una serie de pozos en los que no se pudo alcanzar la TD programada. Se evidenciaron altos torques operativos y problemas de abocardamiento de conexiones.

Como resultado se elevaron los costos por metro, quedaron pozos incompletos y se discontinuó la operación de perforación del tramo vertical final en pozos dirigidos, decisión que se mantiene hasta el momento.

Etapas 4 y 5. Estas etapas continúan bajo estudio y en carpeta de implementación.

Balance del estado actual del proyecto. Desde el primer pozo perforado con casing en Febrero de 2015 hasta Abril de 2017, PAE lleva un total de 79 pozos perforados con esta tecnología, con un promedio de profundidad final de 2,309 m (máximo 2,616 m), y un promedio de intervalos empleando casing drilling de 1,355 m (máximo 2,017 m). La duración promedio de perforación con casing ha sido de 5.1 días por pozo (mínimo 1.9 días). La implementación del método de casing drilling se hizo en cuatro de los equipos perforadores trabajando en el área Cerro Dragón.

Se introdujo también la práctica de entubar repasando, con rotación de casing y trépano, algunos pozos perforados en forma convencional, pero que presentaban situaciones delicadas de estabilidad, pérdida de circulación, e influjo de agua y petróleo en zonas muy presurizadas por inyección de agua para recuperación secundaria. De esta forma, conocida como Casing Drilling nivel 1, se llevan realizadas 48 operaciones en el mismo período.

Principales desafíos

Desviación y control de trayectoria. El control sobre la trayectoria fue, quizás, uno de los aspectos más críticos a los cuales se enfrentó el proyecto. Debido a las características del casing, su capacidad de transmitir peso al trépano se ve limitada por la falta de rigidez y, por ende, el pandeo de la columna da origen a un ángulo entre la tendencia axial del pozo y la cara del trépano (“bit tilt”). Debido a esto se fueron desarrollando distintos métodos de control para pasar de una accionar puramente reactivo a un enfocado en la previsión de manera activa durante la perforación.

En la campaña piloto desarrollada durante el 2008 no se realizó ninguna medición sobre la trayectoria de los pozos durante la perforación, ni en la terminación, ni posteriormente con los pozos en servicio.

En la campaña de reintroducción de esta práctica en 2015 se perforaron los primeros trece pozos sin realizar registros de inclinación durante la perforación, solamente el monitoreo de torque y arrastre buscando predecir apartamiento de las cargas teóricas esperadas. Durante la intervención de terminación se realizaba un registro direccional con herramienta bajada mediante cable eléctrico para situar la trayectoria del pozo en fondo. De este primer grupo de pozos, cuatro de ellos resultaron con desviaciones en fondo muy significativas, lo que dificultó su terminación y puesta en marcha.

En función a los análisis realizados se determinó que el dispositivo de suelta de trépano era la principal causa de las desviaciones en dos de los cuatro pozos mencionados. La herramienta venía provista con aletas estabilizadoras de 7 7/8", y a causa del alto torque observado en el primer pozo se mecanizó rebajando el diámetro de las aletas a 7 3/4". Justamente, en los pozos que se utilizó el diámetro reducido se registraron severas desviaciones de la vertical, habiéndose utilizado trépanos de 7 7/8" convencionales, similares a los empleados regularmente en diámetro 8 3/4", y de dos proveedores distintos.

La ocurrencia de desvíos respecto de la vertical observados en los casos que se utilizó dispositivo de suelta de trépano y el hecho de haber podido completar la carrera de trépano hasta TD permitieron suspender su uso y adelantar la perforación con trépanos especialmente diseñados para casing drilling. Se perforaron 8 pozos en los que la máxima desviación respecto de la vertical fue inferior a los 6° y los desplazamientos laterales menores a 50 m, momento en el cual se decidió agregar al proyecto un segundo equipo perforador y un nuevo proveedor de trepanos de casing drilling.

Se perforaron así dos pozos con el nuevo trépano, pero resultaron con apartamientos de la vertical fuera del objetivo en fondo. Esto fue una fuerte alarma siendo que los distanciamientos entre bocas de pozo en el yacimiento pueden ser de 300 m en zonas de extensión e incluso casi 200 m en zonas de pozos "in fill". Dado que no se podían mitigar los riesgos de colisión y se perdía eficiencia de producción por acercamiento entre pozos, se decidió suspender el proyecto y evaluar tecnologías para la medición de inclinación durante la perforación.

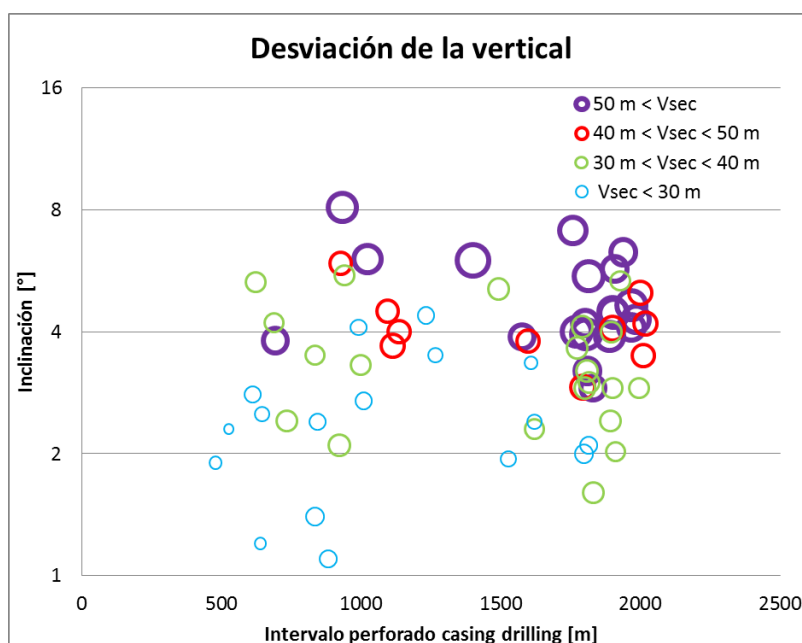


Figura 9 – Desviación de la verticalidad

Se avanzó entonces en la implementación de un sistema de medición durante la perforación para poder tomar acciones correctivas durante la construcción del pozo. Se desarrolló una práctica de registro con un inclinómetro bajado mediante alambre, herramientas comúnmente utilizadas en operaciones de terminación y reparación de pozos. Este permitió tomar medidas correctivas antes de alcanzar la profundidad programada modificando parámetros o, eventualmente, proceder a la desentubación de la cañería para corregir la trayectoria mediante un conjunto direccional convencional. Si bien esta metodología permitió retomar el proyecto y contar con información directa durante la perforación, el sistema tenía sus restricciones.

La medición no podía ser continua, sino discreta y a intervalos más o menos largos. Para cada medición se requería detener la perforación y mantener el casing totalmente quieto por un período aproximado de entre

una y dos horas, incrementando los riesgos operativos de aprisionamiento de cañería y los tiempos de operación. Por lo tanto, las mediciones estaban espaciadas entre 300 y 600 m según antecedentes de pozos vecinos o la complejidad y dificultades encontradas en cada pozo siendo perforado.

Se desarrollaron y ejecutaron prácticas para la mitigación de desvíos, e incluso se tuvo éxito en corregir la tendencia a ganar ángulo mediante control del peso aplicado sobre el trépano y con maniobras de repasado (“reaming”) de la columna de perforación en cada agregado de tramos de casing.

Sin embargo, dado que se realizaban limitados registros de verticalidad y bastante espaciados entre sí, las eventuales acciones de corrección quedaban sujetas al momento de tomar la medición. Esto impedía detectar a tiempo el primer punto que requiriera intervención, limitando la capacidad de acción e impactando en la performance de la perforación.

Es por ello que, a fines del 2015, en conjunto con una compañía proveedora de herramientas de registro direccional, se desarrolló un sistema por el cual se adaptó una herramienta ya conocida y utilizada frecuentemente en la perforación convencional para ser instalada dentro del casing, sobre el collar flotador. Esa adaptación permite hacer tantas mediciones como se requiera al momento de hacer las conexiones de nuevos trozos de casing, sin interrumpir la perforación. Una vez que se llega a la profundidad objetivo esa herramienta se recupera a superficie mediante un pescador bajado con alambre. El sistema cuenta con un buje de acero que se coloca encima del collar flotador y que permite que el tapón de desplazamiento ciego usado durante la cementación haga tope sin presentar fugas. Para garantizar que las mediciones no se vean alteradas por el movimiento de la herramienta dentro del casing, cuenta con un centralizador con aletas de diámetro equivalente al calibre interior de la cañería.

Este avance permitió un cambio muy significativo en la forma de analizar el comportamiento del casing frente a los buzamientos, fallas e intercalaciones de formaciones con variaciones en su resistencia a la compresión. Es así que, mediante esta experiencia, se pudo analizar la relación entre peso sobre el trépano y desviación para cada yacimiento en que se realiza casing drilling, comparándolos con el comportamiento de la sarta de perforación convencional. Mediante la implementación del registro continuo de inclinación se logró contar con la trayectoria del pozo durante la perforación casi en tiempo real, evolucionando hacia un accionar preventivo y analítico. Se logró, por medio de ajustes en los parámetros de perforación, tener un control sobre la trayectoria final.

Finalmente, contar con el registro continuo de inclinación durante la perforación permite analizar y desarrollar tecnologías, diseño de estabilización y prácticas operativas con las que compensar la flexibilidad de la cañería. Se busca mejorar la capacidad de la columna de casing para mantener la verticalidad con mayores esfuerzos de compresión, es decir, con mayor peso aplicado al trépano y mejoras en la tasa de penetración.

Falla en conexiones. La unión BTC modificada usada en nuestro proyecto es una conexión “semi-premium”. Es básicamente una unión API Buttress mejorada en cuanto a tolerancias de mecanizado y donde la propia cupla cuenta con un hombro de torque donde asienta el pin del tubo. Además de las propias capacidades de la unión API para tracción y resistencia al desenchufe, tiene capacidad de transmisión de torque y no requiere herramientas especiales para el armado.

Si bien normalmente no se han alcanzado durante la perforación torques operativos en superficie cercanos al torque de fluencia de la conexión, sí hubo casos de tubos deformados.

El diseño de los pozos, con las previsiones de cargas de la perforación (tensión, compresión-flexión, torsión, fatiga) y de servicio durante la vida útil en producción (incluyendo aquí la corrosión), indicaba una columna de 5 ½” 17#/ft L80.

Para el espesor, grado y conexión de la tubería seleccionada, la diferencia entre el torque de apriete óptimo y torque de apriete máximo es de 10%, y del torque máximo al torque de fluencia (deformación permanente) es de 4%. Luego, la tolerancia entre el torque de apriete óptimo y el torque de fluencia es relativamente baja, sólo 14%.

Cualquier factor en la operación que haga exceder el torque máximo de apriete provoca que se aproxime peligrosamente al torque máximo operativo (o torque de fluencia, o torque de falla de la conexión):

- tipo de grasa usada, su aplicación o error en el cálculo del factor de fricción (1.0, 0.9 ó 1.1)
- conexiones sucias al momento del “make up” (caja o hembra sucia con lodo)
- descalibración del torquímetro del top drive

- efecto dinámico de la rotación con top drive (inercia de giro de top drive + dispositivo de torqueo)
- sobretorque en profundidad por vibraciones o por “stick & slip” del trépano
- distracción o error humano

La ocurrencia de uno o varios de los factores listados han hecho que algunas o varias conexiones fallen en 15 de los pozos perforados durante el primer año de la campaña. Cuando esto ocurre no hay rotura ni desenchufe en la conexión, sino que se produce una deformación plástica del extremo del tubo (macho o “pin”) y del hombro de torque de la conexión hembra (caja o “box”) de la cupla, con una reducción del diámetro interno efectivo en la conexión por debajo del calibre interno de la tubería (“drift”). Si bien esta falla no causa pérdida de integridad a la tracción o a la presión interna, impide el tránsito con las herramientas de terminación y producción (pakers, bombas electrosumergibles, mandriles de inyección). Entonces, durante la etapa de completación debe fresarse o rectificarse el interior del casing a la profundidad de cada conexión donde se haya generado una deformación.

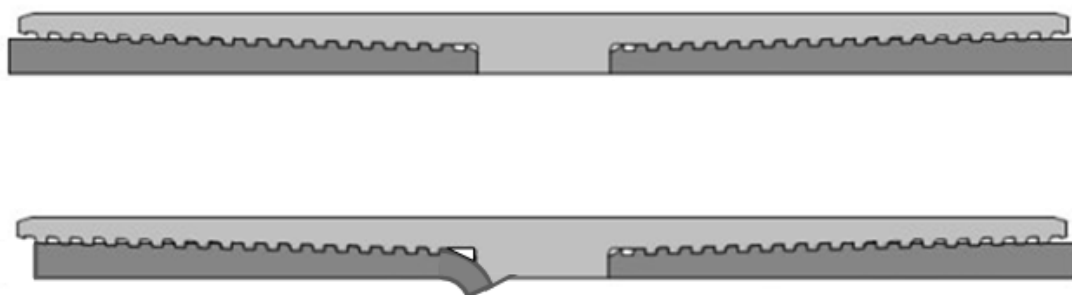


Figura 10 – Deformación de la conexión de casing BTC modificada

En base a los resultados se decidió migrar a una conexión tipo premium, con diferencias importantes respecto de la semi-premium. Se reduce el torque de apriete óptimo necesario, al tiempo que se aumenta el torque disponible máximo operativo en un 12%, y se eleva considerablemente el torque de fluencia de la conexión un 27% por sobre la usada previamente. De esta forma se incrementa notablemente la relación entre torque de apriete y torque de falla por fluencia de la conexión. Con el cambio de conexión se pudo también bajar el grado de acero de L80 a K55 ayudando a compensar el mayor costo de la unión.

Fluido de perforación. Inicialmente, la formulación de lodo de perforación se realizó con las mismas características y concentraciones que para un pozo convencional, buscando sellar las formaciones permeables y reduciendo el filtrado para evitar inconvenientes de inestabilidad. Sin embargo, debido a que las zonas objetivo del casing drilling presentaban admisiones severas, se tenía un elevado consumo de materiales encareciendo los costos de fluido. A su vez, un fluido más complejo o que requiere de mayor variedad de productos llevaba a demoras en su preparación y tiempos extendidos para acumular volúmenes en superficie, quitando el beneficio de la tecnología frente a las admisiones y pérdidas de circulación. La inexperiencia empujó a que, al comienzo, no se utilizara material obturante por temor a obturar las válvulas y/o boquillas del trépano, resultando en alguna ocasión en una maniobra de desentubación, inaceptable para la aplicación de esta tecnología.

Es por ello que el modo en que se trabajó el lodo mutó en favor de la agilidad y rapidez para la preparación. Se configuró el lodo solo con aquellos productos fundamentales, quitando selladores y lubricantes. Haciendo hincapié sobre la inhibición en los primeros 600 m, debido a la presencia de arcillas hidrofílicas, para luego dejar decaer la concentración de potasio y enfocándose sobre la impermeabilización de las areniscas de interés productivo y de bajo gradiente poral.

El apoyo fundamental a la limpieza fue, sin duda, la velocidad ascensional. Se comenzaron a implementar mayores caudales de perforación, del orden de 500 a 600 gpm, lo que favoreció a su vez al avance por una mayor limpieza del frente del trépano y aprovechamiento del impacto hidráulico en zonas de baja compresibilidad.

Impedir que se detenga la perforación y minimizar la necesidad de reducir los caudales de bombeo de lodo, fueron los aspectos cruciales para perforar yacimientos donde se atravesaban 500 a 600 m de zonas con admisiones severas y pérdidas de circulación total.

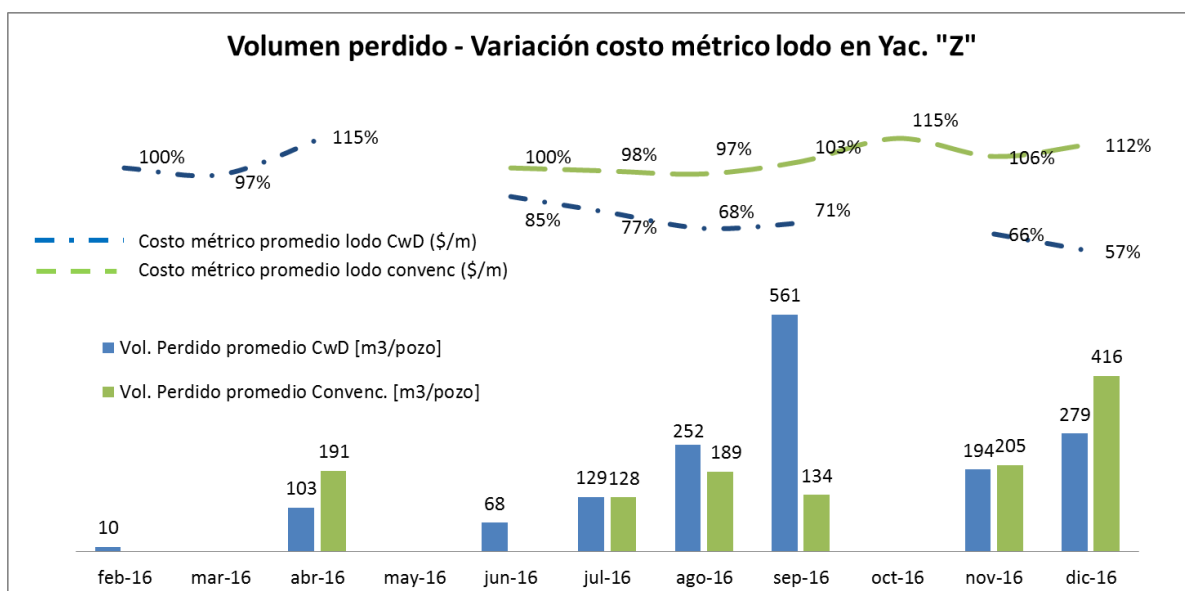


Figura 11 – Estadísticas de lodo perdido y costo métrico

En zonas de admisiones se preparaba un fluido totalmente polimérico, el cual se apoyaba con baches de bentonita, fibras y obturantes para recuperar circulación plena y permitir la limpieza del pozo. Ya para pérdidas de circulación total, con registro de 30 a 40 m³/h de lodo perdido, se formulaba un lodo de sacrificio totalmente polimérico. Esta configuración facilitó la preparación rápida y segura de lodo, evitando que se detuviera la perforación.

La capacidad de mantener al equipo nutrido de agua para preparación de lodo fue, quizás, el logro más crítico en conjunto con la formulación. Se instalaron, en cada pozo a perforar con casing drilling, dos líneas de agua independientes, procedentes del sistema de conducción de agua de inyección para recuperación secundaria de la zona. Una de ellas descargaba directamente sobre la pileta de preparación de lodo, contigua a las piletas de succión. Mientras que la otra lo hacía en una pileta auxiliar conectada a través de un sistema de manguerotes a la pileta preparadora de píldora. Cada línea proveía individualmente de 15 a 25 m³/h de agua de inyección, dependiendo de las necesidades.

En conclusión, el cambio en la estructura de formulación, el abastecimiento de agua continuo y la cooperación del personal in situ, contribuyeron a reducir entre 30 y 40 % los tiempos de perforación, haciendo viable y económica la perforación en zonas de severas pérdidas de fluido a formación.

Estadísticas pozos yacimiento "D-3" (promedio)				
Método constructivo	Cant	Profundidad [m]	Duración [días]	Lodo perdido [m³]
Convencional 100%	11	2393	27.1	1275
Conv. + Casing Drilling	7	2419	11.3	1239
Casing drilling 100%	3	2218	9.0	638

Tabla 1 – Estadísticas de lodo perdido y duración de perforación

Cementación. Inicialmente se identificaron los siguientes desafíos para la cementación con la técnica Casing drilling, en comparación a una cementación convencional en GSJ:

-Falta de información de calíper de la zona de interés. En los pozos perforados convencionalmente y donde sí se registran perfiles eléctricos a pozo abierto, el calíper suele ser muy irregular. En los pozos perforados con casing, sin recuperación del conjunto de fondo, por supuesto que no se cuenta con este dato. Si bien se buscan mediciones de volumen de circulación con marcadores en el lodo (carburo de calcio), el hecho de estar operando en pozos donde la circulación es parcial o hasta inexistente, impide también esta determinación. Se debe estimar por experiencia el diámetro promedio para el cálculo de volumen de lechada a bombear. Esto tiene riesgos asociados:

- Si se subestima el diámetro promedio, no se cubrirá toda la zona de interés y no se logrará el objetivo de aislación zonal.

- Si, por el contrario, se lo sobreestima, la altura de anillo será excesiva aumentando la ECD en el pozo, pudiendo superarse el gradiente de fractura y perdiendo así la altura de anillo buscada.
- Por no conocer la geometría del pozo, el diseño del tren de colchones de limpieza también puede ser inadecuado y que no se logre una adecuada remoción de lodo. Se restringió el uso de geles crosslinkeados para evitar obturaciones en las boquillas del trépano.
- No se puede diseñar una centralización real sin hacer suposiciones sobre la geometría y la desviación.

-Operación de cementación con pérdidas de circulación ocurridas por debajo del tope de la zona de interés. Un programa de cementación convencional en GSJ está preparado para trabajar en zonas con admisiones severas y para mitigar pérdidas de circulación durante la cementación.

- Se eliminó el material obturante en el diseño inicial de las lechadas, para asegurar la capacidad de bombear los fluidos de cementación a través de las boquillas del trépano.
- Se eliminó el uso de colchones químicos reactivos para pérdidas por el riesgo de tapar las boquillas.
- Se diseñó una lechada de cabeza, que quedaría en la zona de pérdidas, con baja densidad, buen control de filtrado y propiedades tixotrópicas para mitigar el efecto de las pérdidas a formación.

-Potencial de influjo imposible de determinar. Debido a que se esperaba trabajar en zonas con potencial de influjo provocado por la inyección de agua en pozos vecinos, se reforzó el diseño de las lechadas de manera que cubrieran la mayor cantidad de escenarios posibles.

A medida que se fueron realizando operaciones, y respondiendo a las dificultades para lograr los objetivos de la cementación, gradualmente, se fueron tomando riesgos adicionales.

En la actualidad, el diseño de cementación para pozos perforados con CwD tiene lechadas con las mismas concentraciones de material obturante que las de un diseño convencional. También se utilizan obturantes químicos reactivos, colchones gelificados crosslinkeados/activados.

En cuanto a los resultados de cementación con la técnica CwD, se puede decir que:

- No se lograron topes de cemento por encima de las zonas de pérdidas totales, al igual que con los pozos con perforación convencional.
- La centralización, inherentemente limitada en el diseño, no ha sido la causa principal de fallas. Los registros CBL/VDL por debajo de las zonas de pérdidas muestran en general buena aislación zonal.
- En pocas operaciones se pudieron determinar los diámetros estimados mínimos para calcular volúmenes de lechadas.
- La limpieza y remoción de lodo fue buena debido a su baja densidad y propiedades reológicas.

Calidad de la cementación - CBL

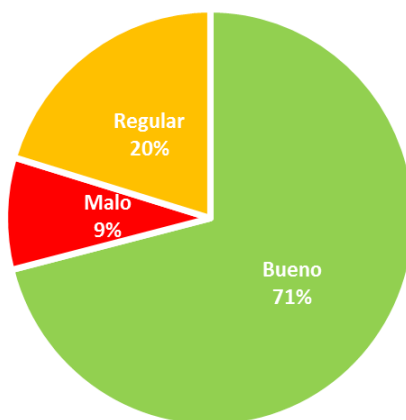


Figura 12 – Estadísticas de cementación

Conclusiones

La introducción de la tecnología de perforación con casing en GSJ, y su evolución con pruebas, mejoras y desarrollos novedosos, permitieron alcanzar una reducción significativa del costo métrico de entre 30% y 40% respecto de los valores al inicio de la campaña en 2015.

Dicho logro se produjo mediante trabajo riguroso, colaboración entre sectores de la compañía y con compañías de servicio, seguimiento y revisiones constantes a lo largo de casi 80 pozos y más de 105,000 metros perforados.

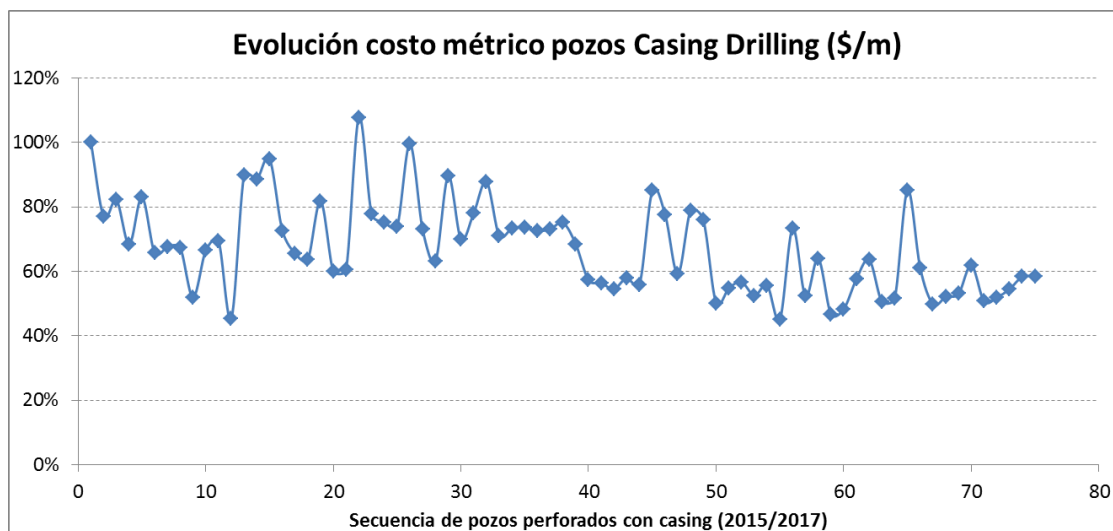


Figura 13 – Evolución del costo métrico de casing drilling

Pero no termina allí la potencialidad de esta práctica en las operaciones de PAE. Se continúan evaluando opciones y posible extensión de la aplicación de casing drilling nivel 2:

- Rigidez y estabilidad del BHA.
- Perforación con MPD.
- Casing drilling con cañería de 7".

Referencias

-SPE/IADC 52789 Casing Drilling - A Revolutionary Approach to Reducing Well Costs R.M. Copyright 1999, SPE/IADC Drilling Conference This paper was prepared for presentation at the 1999 SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, Holland, 9–11 March 1999.

-IADC/SPE 59179 Casing Drilling Application Design Considerations. Tommy M. Warren, SPE, Tesco Drilling Technology, Per Angman, SPE, Tesco Corp., Bruce Houtchens, SPE, Tesco - Drilling Technology. for presentation at the 2000 IADC/SPE Drilling Conference held in New Orleans, Louisiana, 23–25 February 2000.

-SPE/IADC 79862 Casing Drilling Activity Expands in South Texas. Kyle Fontenot, Joe Highnote, SPE, Conoco, Inc., Tommy Warren, SPE, Bruce Houtchens SPE, Tesco Corp. IADC/SPE Drilling Conference held in Amsterdam, The Netherlands, 19–21 February 2003.

-SPE 147102 Plastering Effect of Casing Drilling; a Qualitative Analysis of Pipe Size Contribution. Moji Karimi, SPE, Eric Moellendrigk, SPE, Calvin Holt, SPE, Tesco Corporation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, 30 October–2 November 2011.

-Offshore Magazine Vol 72. Dick Ghiselin Special Correspondent. Casing drilling marks a century of progress 10/01/2012.

Autores



Javier Ignacio Muzzio

Ingeniero Industrial por la Universidad Nacional de Buenos Aires (Argentina). Ha trabajado durante veinticinco años en la industria del petróleo y gas, en áreas de planeamiento, producción, instalaciones, perforación y terminación de pozos, con funciones de ingeniero, company man, superintendente y líder. Cuenta con experiencia desarrollada en yacimientos de las cinco principales cuencas productivas de Argentina, y en proyectos de Venezuela, Perú, Ecuador, Chile, Bolivia, Colombia y México. Actualmente es Ingeniero Principal de Perforación en Pan American Energy. Anteriormente trabajó en Tecpetrol y Chevron.



Sebastián Scalisi

Ingeniero Industrial por la Universidad Austral (Argentina), Especialista en Oil & Gas por el Instituto Tecnológico de Buenos Aires, EMBA Candidate 2017 por IAE Business School.

Ha trabajado durante ocho años en la industria del petróleo y gas. Comenzó su carrera en Tenaris dentro del Global Trainee Program trabajando en los sectores de ingeniería industrial, terminación del laminador continuo y calidad de supply chain.

Se desempeña actualmente como Ingeniero Senior de Perforación en Pan American Energy. Cuenta con experiencia en las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Noroeste en funciones de Ingeniero Well Site y Desk Engineer.



Roberto Luis Mazzarella

Ingeniero en Petróleo por el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (Argentina) Comenzó su trayectoria profesional desempeñándose como asistente técnico de perforación durante la finalización de sus estudios, por el período de un año. Ejerció el puesto de Ingeniero de Perforación Well Site para el proyecto Tight Gas en Lindero Atravesado, Neuquén, por el período de un año.

Actualmente se desempeña como Ingeniero de Perforación Semi Senior en el yacimiento Cerro Dragón, Chubut, vinculado al proyecto de Casing Drilling, entre otros.

Claudio Oscar Meier



Ingeniero en Petróleo por la Universidad Nacional del Comahue (Argentina). Cuenta con 16 años de experiencia en la industria del petróleo y gas, en perforación, completación y ensayo de pozos. En las actualidad se desempeña como Superintendente de Perforación GSJ en Pan American Energy. Ha sido Gerente de Proyectos Integrados Estimulación (Arabia Saudita); Supervisor de Campo Perforacion (Argentina, Brasil Land y Brasil Deep Water); Project Leader Completación y Ensayos de Pozos (Qatar e Iran, Shallow Water); Project Coordinator SIMOPS, Ingeniero Senior de Completación y Ensayos (Argentina, Brasil, Colombia).



Franklin José Romero Vásquez

Ingeniero Mecánico por la Universidad del Zulia (Venezuela), Maestría en Ingeniería de Perforación. Tiene más de veinticuatro años de experiencia en la industria petrolera. Trabaja para Pan American Energy desde 2010 y actualmente se desempeña como Gerente de Ingeniería de Perforación. Anteriormente se desempeñó en distintas funciones en el área de perforación y completación en proyectos exploratorios y de desarrollo en operaciones Onshore y Offshore en Venezuela, Perú, Argentina, Colombia y México. Trabajó para PDVSA y Petrobras previo a su ingreso a Pan American.